



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 50369

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино"
- АИИС КУЭ ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0303

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с Ограниченной Ответственностью "Энергоучет"
(ООО "Энергоучет"), г. Самара**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53178-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 53178-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **04 апреля 2013 г. № 343**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009255

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино" – АИИС КУЭ ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино" - АИИС КУЭ ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино" (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень, включающий в себя, измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1802 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных

2-й уровень, включающий в себя, информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), состоящий из устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325H (Госреестр СИ РФ № 44626-10, зав. № 003959), системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) на базе устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

УСПД типа RTU-325H обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

3-й уровень, включающий в себя, информационно-вычислительный комплекс. Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из центр сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), а также устройства синхронизации времени в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра и в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее - ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В

ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра используется программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа Центр», а в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр СИ РФ № 45048-10) – специализированное программное обеспечение (далее – СПО) «Метроскоп».

К серверам ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут.

Каждые 30 минут УСПД RTU-325H производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК по проводным линиям связи (далее – RS-485). Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК ЦСОД МЭС Центра, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК ЦСОД МЭС Центра. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки системы. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи - волоконно-оптическая линия связи (далее - ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК ОАО «ФСК ЕЭС». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее – ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭ, через IP сеть передачи данных ОАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях системы.

Контроль времени в ИК ПС автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), синхронизация часов выполняется автоматически в случае расхождения времени часов счетчиков и УСПД на величину более ± 2 секунды.

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически, через устройство синхронизации времени УССВ – GARMIN GPS 17N, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (далее – GPS) и которое подключено к УСПД через конвертер ADAM-4520 и преобразователь MOXA N5430i по интерфейсу Ethernet. Синхронизация часов УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 сек.

В ИВК ЦСОД МЭС Центра и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используются устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников GPS и которые подключены к серверу ИВК ЦСОД МЭС Центра и серверу ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) по интерфейсу RS-232. Синхронизация часов ИВК ЦСОД МЭС Центра и часов ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS, погрешность синхронизации не более 0,1 сек.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, часы счетчиков корректируются от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО, установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО «АльфаЦентр», установленного в ИВК ЦСОД МЭС Центра

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	1.00	289aa64f646cd38738 04db5fbd653679	MD5

Окончание таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
"Альфа-Центр"	"Amrserver.exe"	12.05.01.01	22262052a42d978c9c72f6a90f124841	MD5
	"Amrc.exe"		1af7a02f7f939f8a53d6d1750d4733d3	
	"Amra.exe"		15a7376072f297c8b8373d815172819f	
	"Cdbora2.dll"		58de888254243caa47afb6d120a8197e	
	"encryptdll.dll"		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	"alphamess.dll"		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- Комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), включающий в себя СПО внесен в Госреестр СИ РФ под № 45048-10;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов;
- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО и СПО;
Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Уровень ИВКЭ АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-325Н, а уровень ИВК на базе Комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10).

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Состав 1-го уровня измерительного канала						Метрологические характеристики				
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Г осреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %		
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
15	КРУЭ 220кВ, Чагино-Цимлянская №2, WIE	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 Г.Р. № 46666-11	A	CTSG	B105-CT/004/ L138	2640000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,5 % ± 1,1 %	± 1,9 % ± 2,0 %	
				B	CTSG	B105-CT/006/ L138						
				C	CTSG	B105-CT/005/ L138						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Г.Р. № 31802-06	A	UDP-245	B105-VT/004/ L138						
				B	UDP-245	B105-VT/006/ L138						
				C	UDP-245	B105-VT/005/ L138						
				A	UDP-245	B105-VT/029/L131						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 Г.Р. № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4		01190267						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
26	КРУЭ 220кВ, Чагино-Цимлянская №1, W12E	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 Г.Р. № 46666-11	A	CTSG	B105-CT/001/ Y81860	2640000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,5 %	± 1,9 %
				B	CTSG	B105-CT/002/ Y81860					
				C	CTSG	B105-CT/003/ Y81860					
		A	UDP-245	B105-VT/001/ Y81860							
		B	UDP-245	B105-VT/002/ Y81860							
		C	UDP-245	B105-VT/003/ Y81860							
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Г.Р. № 31802-06	A	UDP-245	B105-VT/004/L131					
				B	UDP-245	B105-VT/005/L131					
				C	UDP-245	B105-VT/019/L131					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Г.Р. № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4		01190274				Реактивная	± 1,1 %

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$) %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{н1}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С .
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н1}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
3. Рабочие условия эксплуатации:
для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 (0,02) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).Для электросчетчиков:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0 (0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 65 °С;
 - относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).Для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=120\ 000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B=168$ ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=55\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

- - сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,664$ – коэффициент готовности;

$T_{О_АИИС} = 333$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, заикливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино" - АИИС КУЭ ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино" типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на АИИС КУЭ. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы тока CTSG	6 шт.
Трансформаторы напряжения UDP-245	12 шт.
Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные типа Альфа А1800	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325H	1 шт.

Окончание таблицы 3

Наименование	Количество
Устройство синхронизации времени УССВ – GARMIN GPS 17N	1 шт.
УССВ-35HVS	2 шт.
ИВК ЦСОД МЭС Центра	1 шт.
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows XP и AC_SE_5	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 53178-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино" - АИИС КУЭ ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино". Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 и/или МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»,
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»,
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- счетчиков типа АЛЬФА А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-325H – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП,
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01,
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04,
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «21168598.422231.0303.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино" - АИИС КУЭ ПС 500/220/110/20 кВ "Чагино"

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
7. «21168598.422231.0303.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/20 кВ "Чагино"».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью «Энергоучет»
(ООО «Энергоучет»)

Юридический/почтовый адрес:
443070, Россия, г. Самара,
ул. Партизанская, д. 150
Тел./Факс: (846) 268-00-00, 270-52-95

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 г.
Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.